

ФАКТОРЫ ГЕНЕЗИСА ПУСТОТНОСТИ КРИСТАЛЛИЧЕСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР

¹Нгуен Хыу Бинь, ²Исаев В.И.

¹НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро», Вунг Тау, Вьетнам

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия

Анализ тектоники, петротипов пород и данных каротажа выявил тектонические и эпигенетические факторы образования и интенсивности вторичной пустотности в кристаллических породах месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама).

Общая характеристика месторождения

Геологический разрез месторождения Белый Тигр представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и преимущественно терригенными породами осадочного чехла. Максимальная толщина вскрытых образований фундамента по вертикали достигает 1990м, осадочного чехла – 4740м.

Разрез осадочного чехла расчленен по литологическим, палинологическим и палеонтологическим признакам на свиты местной стратиграфической шкалы: Чаку (нижний олигоцен), Чатан (верхний олигоцен), Батьхо (нижний миоцен), Кошнон (средний миоцен), Донгнай (верхний миоцен) и Бьендонг (нерасчлененные плиоцен-четвертичные отложения). Фундамент представляет собой горстообразный батолит. Батолит состоит из трех сводов – Южного, Центрального, Северного и Восточного крыла, которые разбиты серией разломов (рис. 1).

В пределах Центрального свода, по данным изучения керн, распространены преимущественно граниты, в пределах Северного – биотитовые лейкократовые гранодиориты и амагматиты при значительном содержании кварцевых монзонитов, кварцевых монцодиоритов и субщелочных диоритов, в пределах Южного – граниты, гранодиориты и кварцевые монцодиориты (рис. 2). По данным радиологических определений, абсолютный возраст кристаллических пород фундамента колеблется от 24 ± 7 млн лет (поздний триас) до 89 ± 3 млн лет (поздний мел).

Фундамент месторождения Белый Тигр и, в целом Кылуонгская впадина Зондского шельфа, подвергались многократному тектоническому воздействию. С конца мезозоя Зондский шельф представляет собой устойчивую континентальную плиту [1].

Залежи нефти установлены в породах фундамента, отложениях олигоценового и ранне-миоценового возраста. Выделяются 4-е объекта разработки – породы фундамента, отложения нижнего олигоцена, верхнего олигоцена и нижнего миоцена. Фундамент является главным объектом, имеющим высокую продуктивность и основные запасы.

Тектонический фактор

Месторождение Белый Тигр находится в сложной, в тектоническом отношении, центральной части Кылуонгского бассейна (рис. 3). С начала образования фундамента до среднего миоцена тектоническая деятельность Кылуонгского бассейна характеризуется различными фазами растяжения и сжатия.

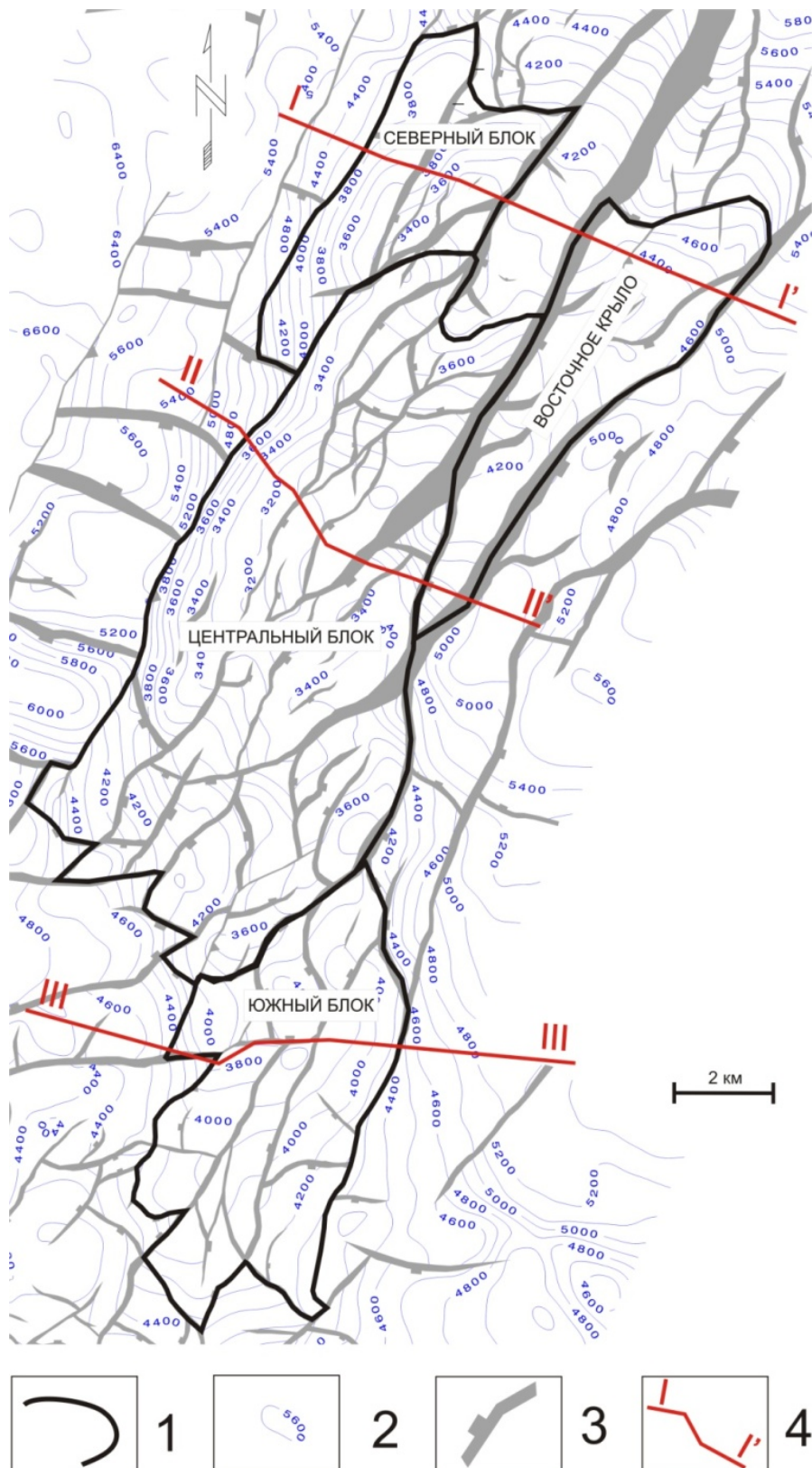


Рис. 1. Обзорная структурная карта кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр: 1 – граница геологического блока; 2 – изогипсы, м; 3 – тектоническое нарушение; 4 – линия геологического разреза

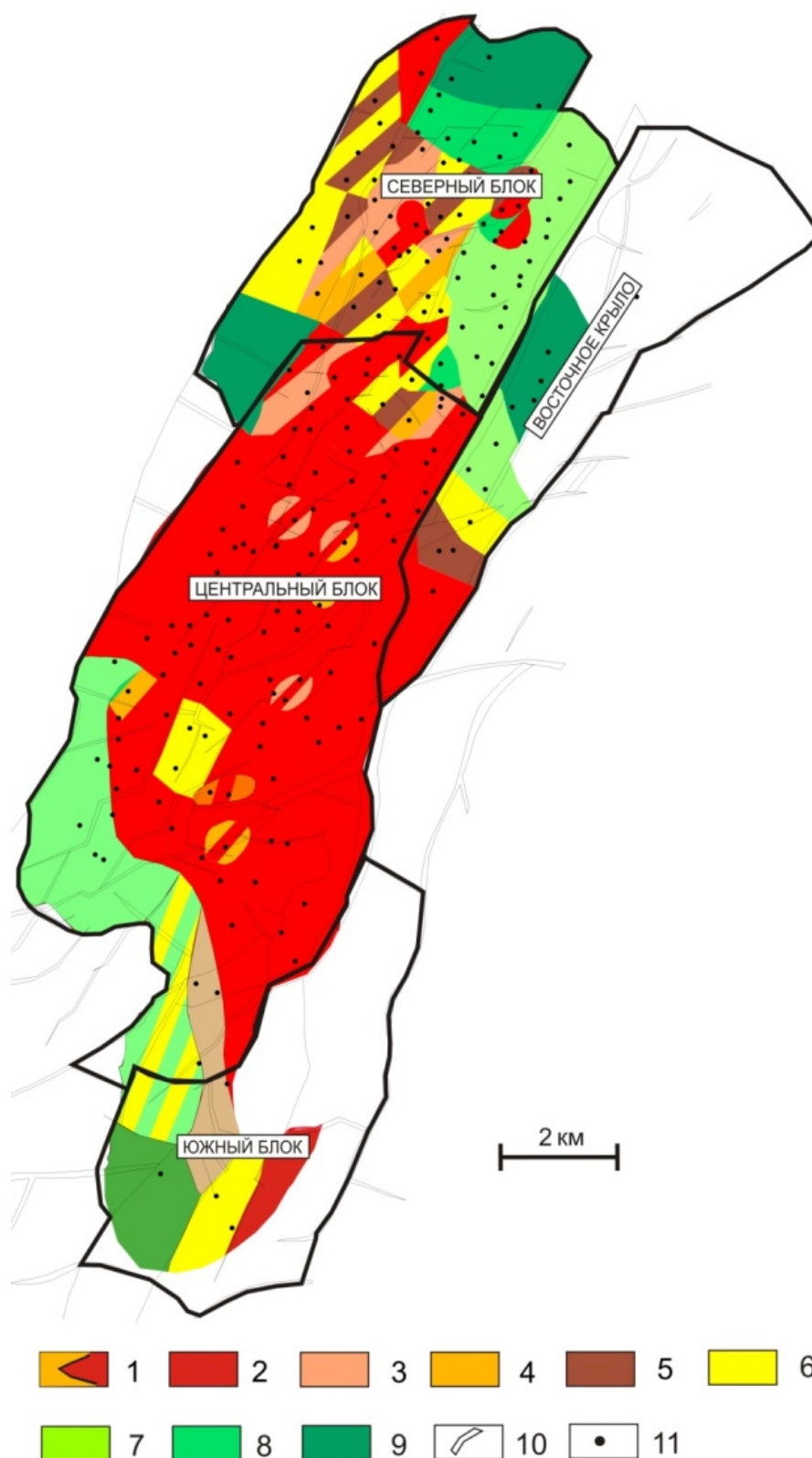


Рис. 2. Схема распространения петротипов пород кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр: 1 – граница геологического блока; 2 – граниты; 3 – адалелит; 4 – кварцевые монзониты; 5 – гранодиориты; 6 – кварцевые биотитовые монцодиориты; 7 – кварцевые амфибол-биотитовые монцодиориты; 8 – кварцевые биотитовые диориты; 9 – амфибол-биотитовые диориты; 10 – тектоническое нарушение; 11 – скважина

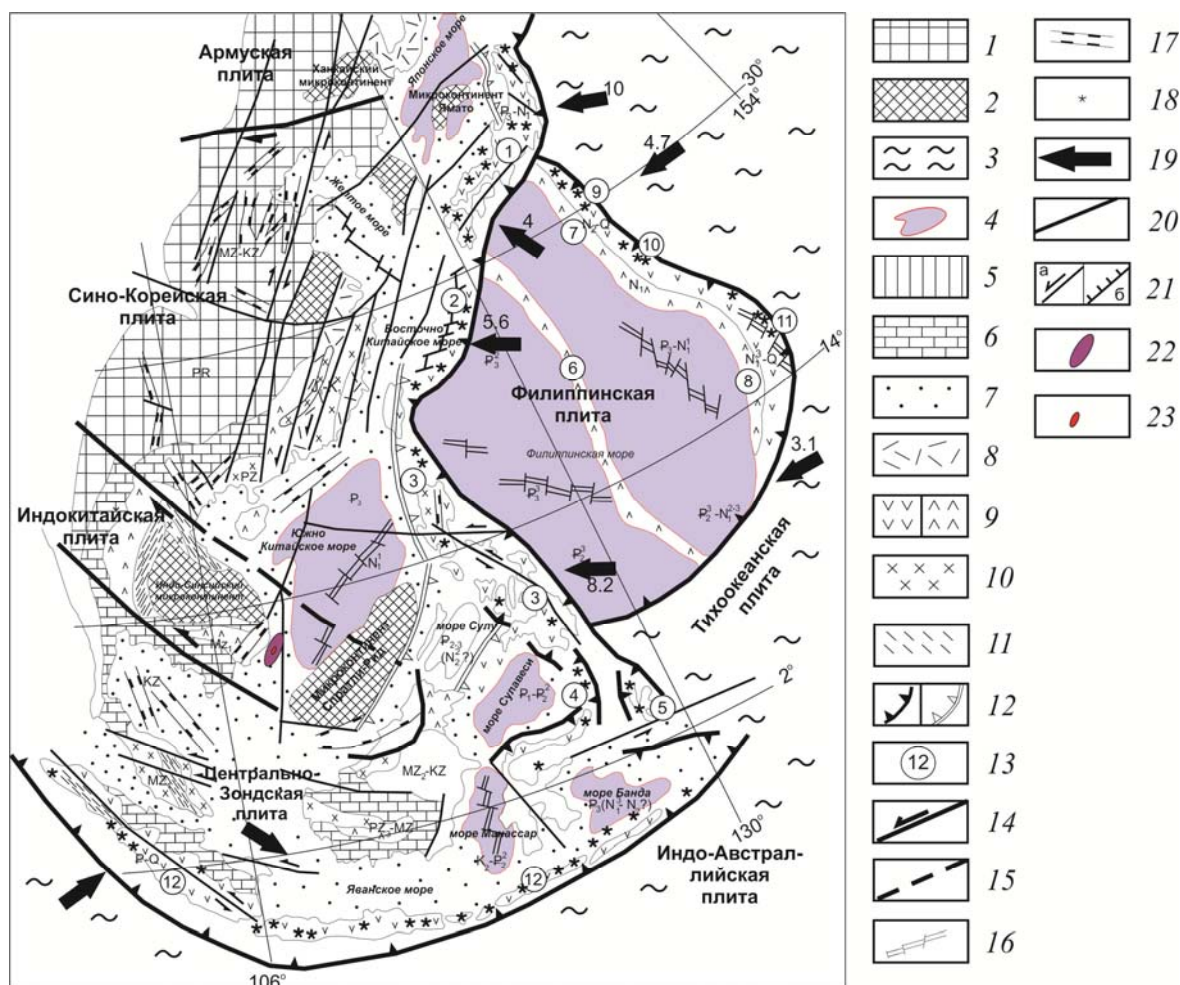


Рис. 3. Тектоническая схема Юго-Восточной Азии (с использованием [2]):

1 – континентальные плиты; 2 – микроконтиненты; 3 – океанические плиты; 4 – контуры новообразованной в результате спрединга океанической коры окраинных морей; 5 – контуры захваченной океанической коры окраинного моря; 6 – древние шельфы; 7 – современные шельфы; 8 – окраинно-континентальные вулканические пояса; 9 – островодужные вулканы; 10 – коллизионные гранитоиды; 11 – складчатые комплексы; 12 – зоны субдукции: а) активные (конвергентные границы плит), б) неактивные; 13 – номера современных островных дуг; 14 – трансформные границы плит и микроплит; 15 – нечеткие границы плит и микроплит, проводимые по зонам рассеянной сейсмичности; 16 – активные (современные) зоны спрединга; 17 – крупные рифты; 18 – современный вулканизм; 19 – направление движения плит (цифры – скорость субдукции, см/год); 20 – разломы; 21 – сдвиги (а), надвиги (б); 22 – Кылонгский бассейн; 23 – месторождение Белый Тигр

В результате столкновения Индостанской плиты и Евразийской (в позднем олигоцене) Индостанская плита движется к юго-востоку. Вследствие этого возникло сжимающее тектоническое напряжение с эпицентром на северо-западе Кылуонгского бассейна. Были образованы ряд взбросов в Центральном поднятии в направлении с северо-востока на юго-запад. Главная фаза сжатия в позднем олигоцене имеет важное значение как в процессе образования пустотности так и образования залежи нефти в фундаменте [3].

Зона тектонического сжимающего напряжения подтверждены в обнажениях вдоль побережья Южного Вьетнама. Система взбросов с большой амплитудой четко выявлена по данным сейсморазведки на западном крыле месторождения Белый Тигр (рис. 4).

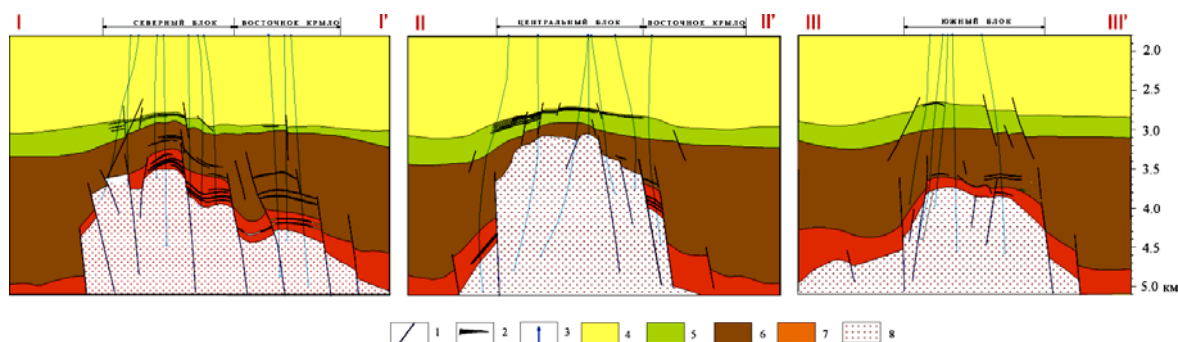


Рис. 4. Поперечные геологические разрезы по линии I-I'; II-II' и III-III' (рис. 1) через Северный, Центральный и Южный блоки: 1 – тектоническое нарушение; 2 – залежь нефти в осадочном чехле; 3 – траектория скважины; 4 – нерасчлененные отложения; 5 – отложения нижнего миоцена; 6 – отложения верхнего олигоцена; 7 – отложения нижнего олигоцена; 8 – залежь кристаллического фундамента

Тектоническая фаза сжатия в позднем олигоцене оказала дифференциальное влияние на процесс образования пустотности фундамента месторождения Белый Тигр. Наибольшее влияние тектонического фактора сказывается на породах Центрального и Северного блоков, где фундамент взброшен до 2 км.

Результаты интерпретации данных каротажа показывают, что Центральный и Северный блоки имеют наибольшую вторичную пористость. В меньшей степени влияет тектонический фактор на породы Южного блока, где вторичная пористость умеренно низкая. Восточное крыло оказывается меньше всего подвергнуто тектоническому воздействию и имеет самую низкую вторичную пористость.

Петротипы и емкостные свойства пород кристаллического фундамента

Более высокие емкостные свойства кислых изверженных пород по сравнению с менее кислыми и средними породами обусловлены петрографическими факторами. По результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин [4] было установлено дифференциальное распределение емкостного свойства по геологическим блокам (рис. 5), которое соответствует распространению петротипов (рис. 2).

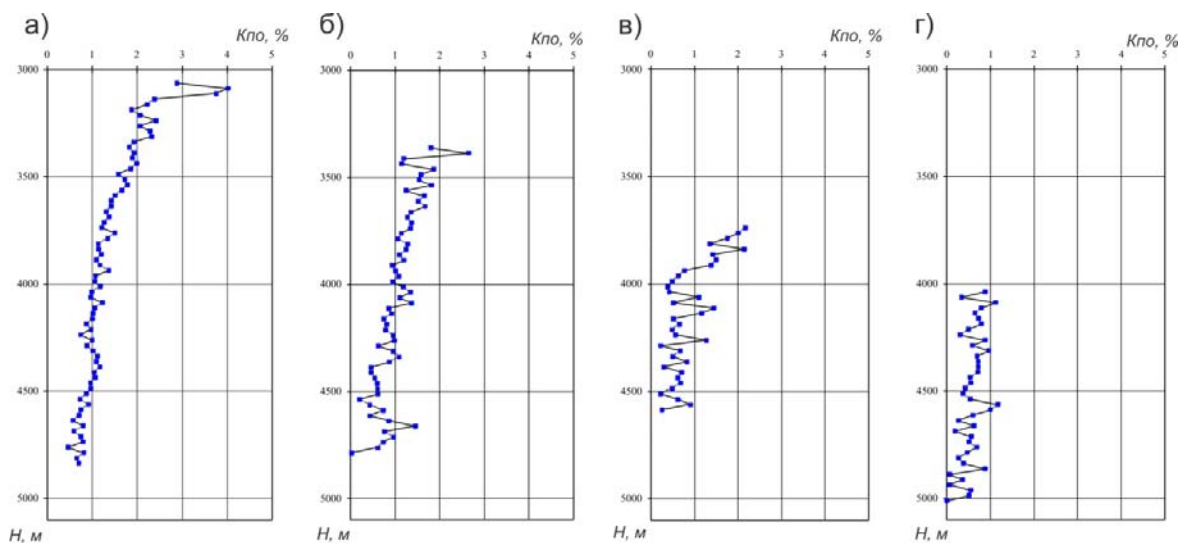


Рис. 5. Изменение вторичной пористости пород-коллекторов фундамента месторождения Белый Тигр от глубины: а) Центральный блок; б) Северный блок; в) Южный блок; г) Восточное крыло

По построенной зависимости вторичной пористости от глубины в Центральном блоке наблюдается «гладкое» изменение (уменьшение) вторичной пористости с глубиной, которое, вероятно, обусловлено однородностью петротипа (гранитов) в этом блоке. Повышенная вторичная пористость в верхней части фундамента является следствием главного тектонического фактора образования пустотности в фундаменте. Характер изменения вторичной пористости с глубиной в Северном, Южном блоках и Восточном крыле более сложный.

Заключение

Выявлена устойчивая закономерность изменения (уменьшения) с глубиной пористости пород-коллекторов фундамента. Вероятно, что главным фактором, обуславливающим образование вторичной пустотности в породах фундамента, является тектонический, который с глубиной уменьшает свое влияние. Наибольшее влияние тектонического фактора сказывается на породах Центрального и Северного блоков, непосредственно прилегающих к эпицентрам олигоценового тектонического сжатия. Важным фактором, обуславливающим характер распределения пористости, является распределение петротипов пород.

Литература

1. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л., Киреев Ф.А., Шан Н.Т. Модель геодинамического развития континентального шельфа юга СРВ // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 8. – С. 15–17.
2. Игнатова В.А. Сравнение геодинамических моделей и нефтегазоносности бассейнов Дальнего Востока России и Юго-Восточной Азии // Тихоокеанская геология. – 2010. – Т. 29. – № 2. – С. 27–42.
3. Ngô Thường San, Cù Minh Hoàng. Kiến tạo Mezo-Kainozoi và sự hình thành tầng chứa móng nứt nẻ bể Cửu Long. // Tạp chí dầu khí. – 2009. – Số 3. – Tr. 15–21.
4. Нгуен Х.Б., Исаев В.И. Геофизические исследования скважин при изучении коллекторов в кристаллическом фундаменте месторождения Белый Тигр // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 3. – С. 131–145.